

2) органическое вещество сланцев по результатам термического анализа битумоидной и углистой компонентами;

3) не четко выражена, глинистыми минералами и органическим веществом;

4) установлено, что кварц (халцедон) или его большая часть не относится к терригенной составляющей пород. На основании выявленных фактов можно судить об условиях положительная связь наблюдается между содержаниями кварца и органического вещества и отрицательная – между кальцитомиях формирования горючих сланцев региона.

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ № 19-15-50060/19 Экспансия.

Литература

1. Жарков А.М. Концептуальные модели формирования и методика поисков углеводородов в наиболее значимых «сланцевых» формациях России // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2015. – Т. 10. – №4. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/11/47_2015.pdf
2. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Понятийная база и первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья // Георесурсы. – Санкт-Петербург, 2014. – № 2. – С. 1 – 4.
3. Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Романов Г.В., Барская Е.Е. Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах. – М.: Наука, 2015. – 412 с.

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Зыюнг Тхи Мо, Нгуен Минь Хоа

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается решение задачи интерпретации результатов гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) для определения фильтрационных параметров пластов и скважин. Приводится результат интерпретации кривой восстановления забойного давления горизонтальных скважин с трещинами ГРП нефтяного месторождения Иркутской области.

Введение. В настоящее время одним из основных методов повышения продуктивности горизонтальных скважин, открывающих низкопроницаемые пласты, является гидроразрыв пласта. Гидравлический разрыв – это механический метод, который воздействует на пласт, в котором трещины на плоскостях вдоль плоскостей имеют минимальную интенсивность под действием избыточного давления, создаваемого закачиваемой в трещины жидкостью, чтобы предотвратить разрушение крышки, после снятия избыточного давления его наполняют твердым материалом расклинивающего наполнителя. Чтобы получить информацию о фильтрационных параметрах пластов и скважин, в нефтегазовых компаниях широко используется метод гидродинамических исследований скважин (ГДИ) по кривой восстановления давления.

Во время проведения ГДИ несколько характерных для горизонтальной скважины с трещинами ГРП режимов течения сменяют друг друга: линейный, ранний радиальный, бирадиальный и поздний радиальный (рис. 1). В зависимости от величины параметров пласта и скважины некоторые режимы течения могут отсутствовать.

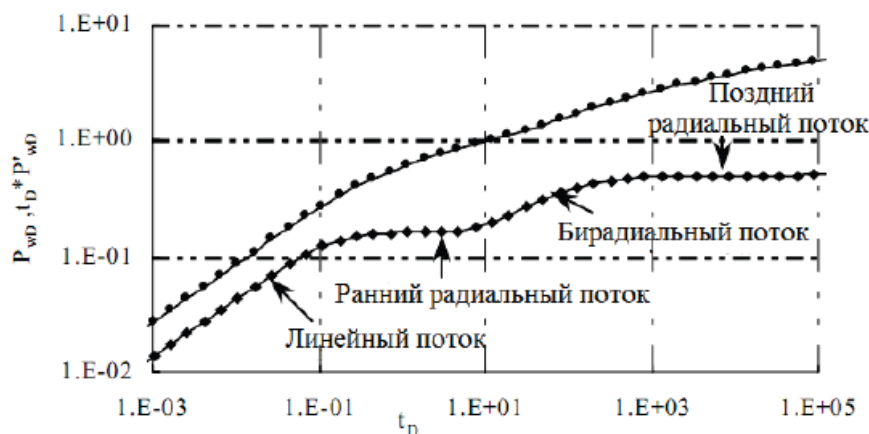


Рис. 1 Диагностические графики горизонтальной скважины с трещинами гидроразрыва пласта [1]

Одной из основных задач при интерпретации КВД горизонтальных скважин с трещинами ГРП является диагностика фильтрационных режимов течения.

Традиционные графоаналитические методы выделения потоков, реализуемые в ряде программных средств (Saphir, PanSystem, и др.) на основе визуального анализа производной от забойного давления. Например, для радиального тока наклон касательной тангенциальной производной забойного давления в координатах

$\lg(\Delta p_3) - \lg(t)$ равен нулю, а для бирадиального потока – 0,36. Использование традиционных методов выделения фильтрационных потоков требует привлечения квалифицированных интерпретаторов.

В таблице 1 приведены модели фильтрационных потоков, используемые для определения фильтрационных параметров пластов и скважин. Интерпретация КВД горизонтальных скважин с трещинами ГРП часто вызывает две основные проблемы. Первой является отсутствие позднего радиального потока на КВД. Он часто искажается влиянием соседних скважин либо полностью отсутствует. Вторая проблема связана с искажением участка линейного потока, в результате чего получение оценок параметров трещин (ширина, длина трещин) представляется сложной задачей.

Таблица 1

Модели фильтрационных потоков горизонтальных скважин с трещинами ГРП [1]

Фильтрационные потоки	Модели
Линейный	$\Delta P_3 = \frac{C_{st} q B}{h} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k_y x_f} \right)^{0,5} \sqrt{t}$
Ранний радиальный	$\Delta P_3 = \frac{c_{sfr} q \mu B}{N_f h k_r} \ln \left(\frac{2,25 k_r t}{\phi c_t \mu r_{np}^2} \right)$
Бирадиальный	$\Delta P_3 = \frac{c_{sbr} q \mu B}{h k_y} \left(\frac{4}{L^2 \phi \mu c_t} \right)^{0,36} t^{0,36}$
Поздний радиальный	$\Delta P_3 = \frac{c_{sqr} q \mu B}{N_f h k_r} \ln \left(\frac{2,25 k_r t}{\phi c_t \mu r_{np}^2} \right)$

В таблице 1 приняты следующие обозначения:

P – давление (атм), t – время (час), q_s – дебит ($m^3/сут$), B – объемный коэффициент (ед), μ – вязкость нефти (сП), L – эффективная длина скважины (м), k_x – вертикальная проницаемость пласта (мД), k_y – горизонтальная проницаемость пласта (мД), c_t – общая сжимаемости ($атм^{-1}$), x_f – полудлина трещин, N_f – количество трещин, $k_r = \sqrt{k_x k_y}$ – латеральная проницаемость.

Результаты интерпретации ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП. В данной работе была проведена интерпретация результатов ГДИ горизонтальной скважины нефтяного месторождения Иркутской области с использованием ПК Saphir. На рисунке 2 представлен диагностический график горизонтальной скважины №1 в координатах $\lg(\Delta p_3) - \lg(t)$. На диагностическом графике четко выделено три фильтрационных режима течения: ранний радиальный режим – первая прямолинейная линия, бирадиальный режим – прямая линия наклона 0,36, поздний радиальный режим – вторая прямолинейная линия.

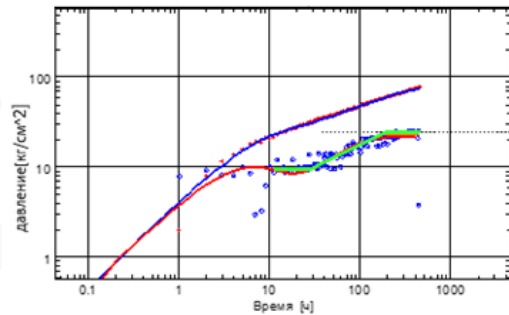


Рис. 2. Диагностический график горизонтальной скважины №1 в координатах $\lg(\Delta p_3) - \lg(t)$

искажается влиянием ствола скважины, в результате чего получение достоверной оценки полудлины трещин вызывает большие трудности.

Литература

1. Zerzar A., Tiab D., Bettam Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells // Society of Petroleum Engineers, 2004. – № 88707. – Р. 1 – 13.